

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU
RAPPORT ANNUEL 2013**

CONCILIATION DES ÉTATS FINANCIERS STATUTAIRES ET RÉGLEMENTAIRES

- 1. Références**
- (i) Décision D-2012-175, dossier R-3482-2002, p. 16;
 - (ii) Décision D-2014-034, dossier R-3842-2013, p 103.

Préambule :

- (i) Dans la décision D-2002-175 :

« La Régie prend aussi acte du délai demandé par le Transporteur et le Distributeur, soit 60 jours après la publication du rapport annuel d'Hydro-Québec pour la production de tous les documents. La Régie considère qu'il s'agit là d'un délai adéquat dans le cas présent, qui tient compte du fait que les processus de préparation du rapport annuel ne sont pas encore intégrés aux processus d'entreprise. La Régie s'attend cependant à ce que ce délai soit un délai maximal, qui tende à diminuer avec l'expérience. »

De plus, considérant qu'aucune observation écrite n'a été faite à cet effet, et tenant compte des suggestions issues de la réunion technique, la Régie fixe à 60 jours après la date de la présente décision la date de remise du rapport annuel portant sur l'année 2001 tant pour le Transporteur que pour le Distributeur. »

- (ii) Dans la décision D-2013-034 :

« [424] Considérant l'introduction d'un MTÉR et de l'examen du compte d'écarts relatif aux écarts de rendement dans le dossier tarifaire, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de prendre les moyens nécessaires pour réduire le délai pour le dépôt de leur rapport annuel en vertu de l'article 75 de la Loi, ainsi que pour la remise des réponses aux demandes de renseignements de la Régie, le cas échéant. »

La Régie note que le Distributeur a déposé son rapport annuel 2013 le 4 juillet 2014 comparativement au 29 mai 2013 pour son rapport annuel 2012.

Demande :

- 1.1 Veuillez indiquer si le Distributeur prendra les moyens nécessaires pour réduire le délai pour le dépôt de ses prochains rapports annuels, soit une date antérieure au 29 mai. Veuillez expliquer.

- 2. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 2.1, p. 4, tableau 1;
 - (ii) Pièce HQD-2, document 2.1, p. 6, tableau 2;
 - (iii) Dossier R-3768-2011, pièce B-0033, p. 4 et 5;
 - (iv) Dossier R-3768-2011, pièce B-0034, p. 2;
 - (v) Dossier R-3905-2014, pièce B-0073, p. 4.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, la conciliation des résultats statutaires et réglementaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, dont l'élément suivant :

« *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M\$ en vertu des PCGR et des IFRS.

La Régie note que les composantes des « *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » sont reconnues tant au niveau des PCGR et qu'au niveau des IFRS dans les rapports annuels 2013 et 2012.

La Régie note également qu'un rapport des auditeurs indépendants portant spécifiquement sur la conciliation entre les états financiers statutaires et réglementaires a été déposé dans les rapports annuels 2013 et 2012, en vertu de l'article 75 de la Loi.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes de l'ajustement d) concernant le reclassement de la rubrique statutaire « *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M\$ dans les rubriques des résultats réglementaires.

DT / (CT)	Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs
Pass-on pour l'achat d'électricité 2013	47,7
Nivellement pour aléas climatiques de l'année 2013	(42,0)
Compte d'écarts de combustible de l'année 2013	(1,1)
Compte d'écarts pannes majeures de l'année 2013	25,4
Écarts coût de retraite de l'année 2013	57,1
Écarts Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques de l'année 2013	(4,0)
Amortissement - Pass-on pour l'achat d'électricité 2011 et 2012	(14,4)
Amortissement - Nivellement aléas climatiques des soldes de 2008 à 2011	(56,5)
Amortissement - Compte d'écarts de combustible 2011 et 2012	(0,8)
Amortissement - Compte d'écarts de transport 2012	17,5
Amortissement - Compte d'écarts pannes majeures 2012	(5,9)
Amortissement - Écarts coût de retraite 2011 et 2012	(13,3)
Total	9,7

(iii) Dans sa demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux IFRS (dossier R-3768-2011), le Distributeur indique dans sa réponse R1.3 :

« Les actifs et passifs réglementaires du Distributeur qui répondent à la définition d'un actif ou passif financier selon l'IAS 32 sont essentiellement ceux découlant, pour des éléments spécifiques, des écarts entre les résultats prévus dans les dossiers tarifaires et les résultats réels d'une année donnée. Ces actifs et passifs sont les suivants :

- Écarts de revenus liés aux aléas climatiques;
- Écarts du coût annuel du service de transport pour la charge locale;
- Écarts dans les coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniaire;
- Écarts dans les coûts d'approvisionnement en combustible;
- Écarts dans le coût de retraite.

Le Distributeur a un droit, ou une obligation, légal et contractuel de récupérer, ou rembourser, les écarts comptabilisés dans les actifs et passifs réglementaires, dès que les résultats réels sont connus. Ce droit ou obligation, selon le cas, est lié à un service déjà rendu (livraison d'électricité) et non à une vente future. Ils se qualifient donc aux définitions d'actifs et passifs financiers de l'IAS 32.

Ce lien légal et contractuel découle des principes de la Loi sur la Régie de l'énergie. Pour chacun des éléments spécifiques mentionnés précédemment, le Distributeur et la clientèle ne peuvent retirer des avantages liés au processus de prévisions nécessaires pour établir les tarifs d'une année donnée, puisque les comptes d'écarts afférents assurent cette neutralité. »

[nous soulignons]

(iv) Dans le cadre du dossier R-3768-2011, les auditeurs indépendants (KPMG et Ernst & Young) indiquent que :

« Nous avons pris connaissance de la réponse donnée par Hydro-Québec à la question 1.3 et nous souscrivons à la position de la direction d'Hydro-Québec. »

(v) En complément de réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2015, le Distributeur indique que :

« La principale raison ayant incité Hydro-Québec à vouloir effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP est l'incertitude entourant la comptabilité des activités à tarifs réglementés. En janvier 2014, l'International Accounting Standards Board (IASB) a publié la norme provisoire IFRS 14 permettant aux premiers adoptants des IFRS de maintenir la comptabilisation des pratiques comptables réglementaires aux états financiers. Cette norme provisoire a des impacts importants sur la présentation des états financiers. Un projet à plus long terme abordera la question de savoir si les comptes de report réglementaires répondent à la définition d'un actif ou d'un passif. Ce projet pourrait se poursuivre pendant plusieurs années. Selon les conclusions de ce projet, l'IASB pourrait publier une norme définitive ou ne formuler aucune exigence précise. La finalité relative aux travaux de l'IASB est

fondamentale pour Hydro-Québec. En effet, l'issue de ce projet pourrait influencer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Les US GAAP permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers. » [nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer que les IFRS permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires, tels qu'ils ont été présentés dans les rapports annuels 2013 et 2012 pour lesquels un rapport des auditeurs indépendants a été émis. Si non, veuillez expliquer.
- 2.2 Veuillez concilier la norme IAS 32 qui permet de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires (dont le compte de nivellement pour aléas climatiques) et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers, avec la finalité du projet de l'IASB qui pourrait influencer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Veuillez expliquer.
- 2.3 Veuillez expliquer en quoi l'issue des travaux de l'IASB pourrait influencer le traitement comptable présentement appliqué par le Distributeur sur les actifs et passifs réglementaires (dont le compte de nivellement pour aléas climatiques) qui répondent à la définition d'un actif ou passif financier selon l'IAS 32.
- 2.4 Veuillez déposer l'opinion des auditeurs indépendants pour les questions 2.1 à 2.3.

- 3. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 2.1, p. 4, tableau 1;
 - (ii) Pièce HQD-2, document 2.1, p. 6, tableau 2;
 - (iii) Pièce HQD-2, document 2.1, p. 4 et 5;
 - (iv) Pièce HQD-2, document 3, p. 4, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, la conciliation des résultats statutaires et réglementaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, dont l'élément suivant :

« *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M\$ en vertu des PCGR et des IFRS.

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes de l'ajustement (d) concernant le reclassement de la rubrique statutaire « *Actif et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M\$ dans les rubriques des résultats réglementaires, dont les éléments suivants :

<i>Pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013	47,7 M\$	créditeur
Amortissement- <i>Pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2011 et 2012	14,4 M\$	débiteur

(iii) Le Distributeur effectue un ajustement réglementaire au montant débiteur de 24,4 M\$ au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité entre les résultats statutaires et réglementaires :

« (1) Pour refléter la non reconnaissance par la Régie de 30 M\$ du coût des approvisionnements, net de l'impact sur l'ajustement des contrats spéciaux de 5,6 M\$. »

(iv) Le Distributeur présente au tableau 1, la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (D-2013-037 ajustée) pour l'année 2013, dont le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité aux montants suivants :

Résultats réglementaires :	-8,9 M\$	(-47,7 M\$ + 14,4 M\$ + 24,4 M\$)
Revenus requis reconnus :	14,4 M\$	
Écart :	-23,3 M\$	(-47,7 M\$ + 24,4 M\$)

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer pourquoi le montant débiteur de 24,4 M\$ (référence (iii)) n'a pas été pris en compte dans la rubrique statutaire « *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* », en vertu des PCGR et IFRS.
- 3.2 Veuillez justifier l'ajustement réglementaire au montant débiteur de 24,4 M\$ ayant pour effet d'augmenter le coût des achats d'électricité des résultats réglementaires en 2013.

- 4. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 2.1, p.7, tableau 3;
 - (ii) Rapport annuel statutaire 2013 d'Hydro-Québec, p. 84, note 11;
 - (iii) Pièce HQD-4, document 3.1, p. 5, tableau 3.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3, la conciliation de l'actif total statutaire et de la base de tarification au 31 décembre 2013, dont les « Autres actifs » au montant de 1 531,5 M\$, en vertu des PCGR :

Autres actifs	1 531,5
Compte de nivellement pour aléas climatiques	229,8
Contributions à des projets de raccordement	103,9
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité postpatrimoniale	43,4
Compte d'écarts - Tarif de maintien de la charge	0,5
Compte d'écarts - Pannes majeures	34,1
Compte d'écarts - Coût de retraite	45,9
Remboursement gouvernemental	23,3
Actif au titre des prestations constituées	1 050,0
Autres actifs	0,6

(ii) Dans le rapport annuel statutaire 2013 d'Hydro-Québec, la note 11 présente le détail des « Autres actifs », dont un montant de 281 M\$ relié aux « Débiteurs^b ».

« b) Y compris des actifs de 281 M\$ liés aux écarts entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires (262 M\$ au 31 décembre 2012). Ces actifs font l'objet d'une capitalisation de frais financiers au taux de rendement autorisé par la Régie de sorte que leur valeur comptable se rapproche de la juste valeur. Ils sont recouverts sur une période de un à cinq ans. »

(iii) Le Distributeur présente au tableau 3, le suivi du compte de *pass-on*, dont un solde de 19,0 M\$ (43,4 M\$ - 24,4 M\$) au 31 décembre 2013 pour le compte de *pass-on* 2013.

Demandes :

- 4.1 Veuillez fournir les composantes du montant de 281 M\$ des « Débiteurs » présenté à la référence (ii) et faire le lien avec les montants des « Autres actifs » présentés à la référence (i).
- 4.2 Veuillez expliquer pourquoi le solde du compte de *pass-on* au montant de 43,4 M\$ (référence (i)) en vertu des PCGR ne tient pas compte de la réduction de 24,4 M\$ (référence (iii)).

- 5. Références :** (i) Pièce HQD-4, document 3.1, p. 4 et document 3.5, p. 3;
(ii) Rapport annuel statutaire 2013 d'Hydro-Québec, p. 87, note 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente des soldes créditeurs au 31 décembre 2013 pour les comptes d'écarts suivants:

Compte d'écarts-Charge locale de transport	(30,9 M\$)
Compte d'écarts relatif au BEIÉ	(4,0 M\$)

(ii) Dans le rapport annuel statutaire 2013 d'Hydro-Québec, la note 14 présente le détail des « Autres passifs », dont un montant de 158 M\$ relié aux « Créditeurs ».

Demande :

5.1 Veuillez fournir les composantes du montant de 158 M\$ des « Créditeurs » présenté à la référence (ii) et faire le lien avec les comptes d'écarts créditeurs présentés à référence (i).

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2013**

- 6. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, p. 5 à 7, tableau 2;
(ii) Pièce HQD-10, document 1, p. 4.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2013.

(ii) « *Sur une base comparative, le nombre réel d'ETC en 2013 est de 454 inférieur au nombre réel de 2012, alors qu'il est de 730 inférieur au nombre autorisé pour 2013. Le tableau suivant présente les explications de ces écarts : »*

TABLEAU 2
ÉCARTS RÉEL 2013 / RÉEL 2012 ET D-2013-037 AJUSTÉE

	vs Réel 2012	vs D-2013-037 ajustée	
	En ETC	En ETC	En M\$
Variation des effectifs découlant des «Éléments spécifiques»	141	77	6,9
<i>Automatisation du réseau</i>	(8)	(14)	(1,3)
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	149	97	8,6
<i>Optimisation des systèmes clientèles (OSC)</i>	-	(6)	(0,4)
Variation des effectifs découlant des «Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers»	10	(20)	(2,2)
<i>Stratégie pour la clientèle à faible revenu</i>	8	1	0,1
<i>Plan global en efficacité énergétique (PGÉE)</i>	2	(21)	(2,3)
<i>Inspection et retraitement des poteaux de bois</i>	-	-	-
<i>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</i>	(605)	(787)	(61,1)
TOTAL	(454)	(730)	(56,4)

Demandes :

- 6.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart des salaires de base au montant de 53,5 M\$ (favorable) entre le réel 2013 et le montant autorisé en 2013 (D-2013-037). Veuillez faire le lien avec les écarts présentés à la référence (ii) des ETC, soit -730 ETC (56,4 M\$).
- 6.2 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart des services professionnels et autres au montant de 35,4 M\$ (favorable) entre le réel 2013 et le montant autorisé en 2013 (D-2013-037).
- 6.3 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart du Groupe Technologie au montant de 24,6 M\$ (favorable) entre le réel 2013 et le montant autorisé en 2013 (D-2013-037).
- 6.4 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la diminution des prestations de travail au montant de 42,5 M\$ entre le réel 2013 et le montant autorisé en 2013 (D-2013-037).

7. **Référence :** Pièce HQD-2, document 3, p. 12.

Préambule :

« *Efficiences globales (84,9 M\$ F) :*

Le Distributeur effectue une gestion globale et dynamique de ses charges tout en visant à respecter l'enveloppe reconnue par la Régie. En 2013, l'enveloppe des charges d'exploitation reconnue s'élève à 1 066,4 M\$.

Lors du dépôt du dossier tarifaire R-3854-2013, le Distributeur avait annoncé, pour l'année 2013, une baisse de ses charges d'exploitation de 80 M\$ attribuables aux efforts importants d'efficacité déployés. Le Distributeur constate que ces gains se sont matérialisés à hauteur de 84,9 M\$. »

Demande :

7.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'efficacité globale reliée aux activités de base des charges d'exploitation au montant de 84,9 M\$ (favorable).

- 8. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, p. 12;
(ii) Pièce HQD-2, document 3, p.14, tableau 10.

Préambule :

(i) « Réclamations (14,0 M\$ F) : L'écart favorable de 14,0 M\$ est dû aux règlements de dossiers de réclamations qui se sont résolus à un niveau moindre que prévu. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 10, les charges relatives aux réclamations aux tiers et autres.

TABLEAU 10
CHARGES RELATIVES AUX RÉCLAMATIONS AUX TIERS ET AUTRES (M\$)

Description	D-2013-037	Réel 2013	Variation Réel 2013 vs D-2013-037
Masse salariale	12,8	9,2	-3,6
Autres charges directes	2,6	9,4	6,8
Charges de services partagés	3,9	6,1	2,2
Amortissement et déclassement	1,0	1,5	0,5
Autres		2,0	2,0
Total	20,3	28,2	7,9

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer la nature des « Réclamations » liées aux activités de base (référence (i)).

8.2 Veuillez indiquer si les « Réclamations » présentées à la référence (i) ont un lien avec celles de la référence (ii). Si oui, veuillez concilier les écarts de 14 M\$ (favorable) et de

7,9 M\$ (défavorable). Si non, veuillez préciser quelles sont les charges liées aux « Réclamations » (référence (i)).

9. Référence : Pièce HQD-2, document 3, p. 11 à 13.

Préambule :

« L'écart de 112,2 M\$ F liés aux activités de base s'explique d'une part, par une efficacité globale de 84,9 M\$, dont 80 M\$ déjà annoncés à l'année de base et, d'autre part, par des éléments imprévus ou non récurrents de 27,3 M\$.

[...]

Écart résiduel (27,3 M\$ F) :

[...]

- *Charges de services partagés (21,3 M\$ F) :*

La diminution des charges de services partagés s'explique principalement par les éléments suivants :

- *Baisse des charges provenant du Centre de services partagés (CSP) : L'effort continu d'efficacité et de rationalisation apportant des réductions de coûts de 10,5 M\$, principalement dans le domaine Immobilier, en lien avec l'optimisation et la diminution de l'espace utilisé par le Distributeur, et le domaine Services de transport.*

- *Baisse des charges provenant du Groupe Technologie : Cette baisse est attribuable pour 9,7 M\$ à des projets de développement en technologie de l'information et en innovation qui n'ont pas été effectués ou qui, initialement prévus aux charges, ont été capitalisés. En effet, pour éviter des coûts de développement induits, un repositionnement des projets TI visant l'utilisation de solutions disponibles sur le marché a été effectué. »*

[nous soulignons]

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer pourquoi la baisse des charges provenant du CSP n'est pas récurrente, puisque le Distributeur indique que c'est un effort continu.

9.2 Veuillez ventiler la baisse de 9,7 M\$ attribuable à des projets de développement en technologie de l'information et en innovation qui n'ont pas été effectués, et à des projets initialement prévus aux charges, qui ont été capitalisés.

9.3 Veuillez expliquer pourquoi les projets qui ont été initialement prévus aux charges ont été ensuite capitalisés. Veuillez indiquer la nature de ces charges capitalisables.

9.4 Veuillez indiquer si les projets de développement en technologie de l'information et en innovation qui n'ont pas été effectués ont été reportés en 2014 ou 2015. Veuillez expliquer.

BASE DE TARIFICATION ET SUIVI DES COMPTES D'ÉCARTS

10. Référence : Pièce HQD-4, document 2, p.7, tableau 5.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 5, les mises en service réalisées en 2013 et celles autorisées en 2013 (D-2013-037).

Demande :

10.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart de -105,5 M\$ relié à l'ensemble des projets < 10 M\$.

11. Références : (i) Pièce HQD-4, document 2, p. 14 et 15;
 (ii) Pièce HQD-4, document 2, p. 17.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 14, les « Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers ».

TABLEAU 14
CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS ET AUTRES CONTRIBUTIONS DE TIERS
– MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)

	Solde au 01/01/2013	Mises en service 2013	Amortissement 2013	Solde au 31/12/2013	Moyenne 13 soldes 2013
D-2013-037	(113,6)	(75,0)	5,7	(182,9)	(116,5)
Réel	(45,2)	12,3	0,3	(32,5)	(38,3)
Écart Réel 2013 / D-2013-037	68,4	87,3	(5,4)	150,4	78,2

« L'écart de 78,2 M\$ s'explique principalement par un solde d'ouverture réel 2013 inférieur de 68,4 M\$ et des mises en service réelles inférieures de 87,3 M\$ à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2013. En effet, le Distributeur n'a pas reçu de remboursements de la part des producteurs privés en 2013 contrairement à ce qui avait été anticipé, puisque la contribution versée par le Transporteur à ces producteurs privés pour le remboursement des coûts du poste de départ a été égale au maximum prévu au contrat d'approvisionnement en électricité. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 18, les « Autres actifs », dont les « Contributions à des projets de raccordement ».

TABLEAU 18
AUTRES ACTIFS – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)

Composantes	2013		
	Réel	D-2013-037	Variation
Contributions à des projets de raccordement	75,2	33,8	41,4
Compte de nivellement pour aléas climatiques	135,2	135,1	0,1
Remboursement gouvernemental	23,7	22,1	1,6
Total	234,1	191,0	43,1

« La variation de 43,1 M\$ des autres actifs est attribuable aux contributions à des postes de raccordement. L'écart de 41,4 M\$ des contributions s'explique avant tout par le solde d'ouverture réel 2013 supérieur de 40,9 M\$ à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2013. Cette hausse est attribuable à des demandes d'alimentation électrique en haute tension. (Voir à cet effet la pièce HQD-4, document 2, du Rapport annuel 2012, page 6.) »

La Régie note des écarts importants, entre les données réelles et celles prévisionnelles, reliés aux comptes suivants :

- Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers (référence (i)).
- Contributions à des projets de raccordement (référence (ii)).

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer la nature et l'établissement des comptes suivants :

- Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers (référence (i)).
- Contributions à des projets de raccordement (référence (ii)).

11.2 Veuillez fournir les composantes des mises en services reliées aux « Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers » de l'année réelle 2013 (12,3 M\$) et le montant autorisé en 2013 (-75,0 M\$). Veuillez expliquer les écarts importants.

11.3 Veuillez fournir les composantes des « Contributions à des projets de raccordement » de l'année réelle 2013 (75,2 M\$) et le montant autorisé en 2013 (33,8 M\$). Veuillez expliquer les écarts importants.

11.4 Veuillez indiquer comment le Distributeur peut améliorer l'établissement des prévisions des comptes suivants :

- Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers (référence (i)).
- Contributions à des projets de raccordement (référence (ii)).

- 12. Références :** (i) Pièce HQD-4, document 3.1, p. 9;
(ii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0039, p. 11.

Préambule :

(i) « *Le tableau 6 présente le détail du compte de nivellement en 2013 par mois et par catégories de consommateurs. Le calcul du revenu unitaire 2013 attribuable aux activités de transport et de distribution, y est également présenté. En 2013, l'établissement des revenus unitaires a été révisé et est dorénavant calculé sur une base mensuelle plutôt qu'à partir d'un prix été et d'un prix hiver.* »

(ii) « *En continuité avec le raffinement apporté à l'évaluation de la température normale dans le dossier R-3814-2012, l'établissement des revenus unitaires a été révisé pour l'année 2013. Cette révision permet d'une part, de mieux cerner l'impact des aléas climatiques sur les revenus en lien avec la normalisation, et ce, au fur et à mesure sur une base mensuelle plutôt qu'à partir d'un prix été et d'un prix hiver, et permet d'autre part, d'intégrer la composante puissance des tarifs.* »

Demandes :

- 12.1 Veuillez expliquer et justifier le raffinement apporté au calcul du compte de nivellement pour aléas climatiques, soit l'établissement des revenus unitaires sur une base annuelle plutôt qu'à partir d'un prix été et d'un prix hiver.
- 12.2 Veuillez chiffrer l'impact de ce changement sur l'établissement du compte de nivellement en 2013.

AUTRES RENSEIGNEMENTS

Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ETC)

- 13. Références :** (i) Pièce HQD-10, document 1, p. 4;
(ii) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, document 1, p. 16 et 17.

Préambule :

Le tableau suivant présente l'évolution des écarts d'ETC entre les données réelles et celles autorisées et ajustées pour les années 2010-2013

Rapport annuel		Écart entre les données réelles et celles autorisées et ajustées	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$
2012	Éléments spécifiques	-12 ETC	-1,6 M\$
	Amélioration de la performance	-454 ETC	-40,3 M\$
	Total	-466 ETC	-41,9 M\$
2013	Éléments spécifiques	77 ETC	6,9 M\$
	Activités de base FIP	-20 ETC	-2,2 M\$
	Amélioration de la performance	-787 ETC	-61,1 M\$
	Total	-730 ETC	-56,4 M\$

Sources : Pièce HQD-10, document 1, p. 4 et Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, document 1, p. 15.

La Régie note une sous-évaluation systématique des gains d'efficience reliée à l'amélioration de la performance nette de croissance.

(ii) En réponse à une demande de renseignements dans le rapport annuel 2012, le Distributeur explique que :

« Ainsi, le Distributeur a saisi les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser davantage l'organisation de ses activités.

Le Distributeur tient à préciser que la planification des départs à la retraite est un exercice effectué à chaque année par les gestionnaires en collaboration avec les Ressources humaines. Cependant, cet exercice est assujéti à certaines contraintes. Ainsi, le Distributeur réitère que la mise en place de certaines pistes d'efficience affectant le niveau des effectifs représente un processus complexe dont le rythme de déploiement dépend de facteurs n'étant pas entièrement sous son contrôle, tels le nombre exact de départ à la retraite et les dates de ces départs. De même, la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions se fait de façon prudente, celles-ci devant se faire dans le respect des conventions collectives et devant être en lien avec les enjeux organisationnels.

Compte tenu de ces éléments, le Distributeur considère que la prévision des départs à la retraite présentée à chacun des dossiers tarifaires est la meilleure qu'il puisse faire au moment de leur

élaboration. À cet effet, le Distributeur présente dans son dossier tarifaire, et ce depuis plusieurs années, l'évolution réelle et prévue des départs à la retraite de ses employés, ainsi que le nombre d'employés admissibles à la retraite. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez expliquer et fournir les composantes de l'écart de 787 ETC (61,1 M\$) entre les données réelles 2013 et celles autorisées et ajustées 2013.
- 13.2 Veuillez indiquer le nombre d'ETC et le montant en M\$ reliés à l'amélioration de la performance découlant du projet LAD pour l'année 2012, l'année 2013 et le nombre autorisé en 2013. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 13.3 Veuillez indiquer pourquoi l'établissement des prévisions de la performance organisationnelle ne tient pas compte de l'historique des départs à la retraite et des pistes d'efficience. Veuillez indiquer comment le Distributeur peut améliorer l'établissement des prévisions.

INVESTISSEMENTS SUPÉRIEURS À 10 M\$

- 14. Références :** (i) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, p. 28;
 (ii) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, p. 29.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente dans le Tableau R-8.1, en réponse à la demande de renseignements n°1 de la Régie, les mises en service réalisées en 2012 des projets de plus de 10 M\$.

**TABLEAU R-8.1
 PROJETS DE PLUS DE 10 M\$ - MISES EN SERVICE RÉALISÉES EN 2012 (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Projets > 10 M\$ déjà autorisés									
Construction de la centrale thermique de Kuujuaq						43,0	6,4	1,2	50,6
Optimisation des systèmes clientèles (OSC)								48,3	48,3
Réhabilitation du 201 Jamy	0,7	5,8	-0,2	13,9	7,0	7,8	7,8	1,9	44,7
Automatisation du réseau		1,7	13,7	26,8	36,9	30,6	30,7	23,0	163,5
Réaménagement de l'échangeur Dorval							0,4	0,6	1,1
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)							3,5	10,3	13,8
<i>Travaux de raccordement du réseau de distribution</i>									
Poste Anne-Hébert						5,7	3,6		9,3
Poste Neubois							3,4	2,3	5,6
Poste Charlesbourg								2,8	2,8
Poste Limoilou							1,6	3,6	5,2
Poste Lefrançois								0,1	0,1
Poste Bélanger							3,8	6,1	9,9
TOTAL	0,7	7,5	13,5	40,7	43,9	87,1	61,3	100,2	355,0

(ii) « Veuillez indiquer si le Distributeur voit un inconvénient à présenter systématiquement dans les prochains rapports annuels un tableau comme celui de la référence (vi) pour tous ses projets d'investissement supérieurs à 10 M\$.

Réponse : Non, le Distributeur n'y voit aucun inconvénient. »

Demandes :

- 14.1 Veuillez présenter un tableau similaire au Tableau R-8.1 pour toutes les mises en services réalisées en 2013.
- 14.2 Le Distributeur peut-il présenter, dans les prochains rapports annuels, le Tableau des mises en service de l'année pour tous les projets de plus de 10 M\$, similaires au Tableau R-8.1, dans une section séparée «Investissements supérieurs à 10 M\$».

Projet de réhabilitation du 201 Jarry

15. Référence : Pièce HQD-6, document 1, Tableau 2.2, p. 5.

Préambule :

Le Distributeur présente les investissements relatifs au projet Jarry pour la période 2005-2013 et ce, par catégorie de dépenses.

TABLEAU 2.2 : INVESTISSEMENTS 2005-2013 PAR CATÉGORIES DE DÉPENSES (EN K\$)

Description	Réel		Budget Plan directeur	Écart Réel - Budget
	2013	Total		
Coûts des travaux	136	36 707	31 445	5 262
Gérance de projet	115	7 883	4 541	3 343
Honoraires professionnels	15	4 725	2 912	1 813
Réserve pour imprévus	-	-	5 166	(5 166)
Frais d'emprunts capitalisés	46	1 700	1 502	198
Total	312	51 015	45 565	5 450
Appui financier du PGEÉ		(3 145)		(3 145)
Total après appui financier du PGEÉ	312	47 870	45 565	2 305

Note : La somme des données peut être différente des totaux en raison des arrondis.

Demande :

- 15.1 Veuillez fournir plus de détails sur les écarts survenus entre les dépenses réelles totales et celles budgétées pour ce projet, spécialement pour les catégories suivantes : Coûts des travaux, Gérance de projet et Honoraires professionnels.

Programme d'automatisation du réseau

- 16. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 2, p. 7;
 - (ii) Pièce HQD-6, document 2, p. 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au Tableau 5 les indicateurs de gestion 2013 liés à la performance du réseau, à la réalisation du programme, et à l'exploitation des équipements télécommandés et le suivi des gains.

(ii) Le Distributeur précise dans le cadre du suivi des indicateurs de gestion qu'il n'est pas en mesure de faire de corrélation entre les retombées positives du programme et les réclamations reçues de la part de sa clientèle :

« Comme déjà mentionné à la Régie, le Distributeur n'est pas en mesure de faire de corrélations entre les retombées positives du Programme et les réclamations reçues de la part de sa clientèle. En effet, plusieurs autres facteurs peuvent influencer la fluctuation du nombre de dossiers reçus chaque année notamment les mauvaises conditions climatiques, l'entretien du réseau et la gestion de la Maîtrise de la végétation ».

De plus, le Distributeur indique : *« Depuis juin 2012, les données permettant l'estimation du coût des déplacements évités ne sont plus disponibles dans les systèmes d'entreprise. »*

1

TABLEAU 5 : INDICATEURS DE GESTION 2013

Indicateurs de gestion	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Cum. au 31 déc. 2013
1. Indicateurs reliés à la performance du réseau <i>(pour la totalité du réseau ainsi que pour les lignes visées par le programme)</i>										
1.1. Indice de continuité de service de distribution (normalisé) (minutes)	135	118	123	130	126	120	133	120	126	s.o.
1.2. Amélioration de l'indice de continuité de service attribuable à l'automatisation (minutes)	s.o.	s.o.	s.o.	6	8	10	14	20	21	s.o.
1.3. Nombre de clients ayant un indice de continuité supérieur à 4 heures par année (240 minutes) (%)	s.o.	s.o.	s.o.	9,3	8,7	8,5	7,9	7,9	7,9	s.o.
2. Indicateurs reliés à la réalisation du programme										
2.1. Nombre d'équipements télécommandés en service	-	126	368	581	715	686	556	489	70	3 591
2.2. Coûts d'investissements Coût total du Programme (M\$)	0,5	9,5	18,0	26,4	33,6	32,3	27,1	24,2	2,3	173,9
3. Indicateurs reliés à l'exploitation des équipements télécommandés										
3.1. Coûts d'exploitation (M\$)	-	1,2	3,3	5,5	5,3	6,6	7,7	7,0	7,0	43,6
3.1.1. Télécommunications (M\$)	-	0,1	1,2	2,9	2,8	3,6	3,8	4,6	4,6	23,6
3.1.2. Suivi des effectifs										
Nombre	-	21	29	31	36	36	35	23	20	s.o.
Coûts (M\$)	-	1,1	2,1	2,6	2,5	3,0	3,9	2,4	2,4	20,0
4. Suivi des gains										
Temps de déplacement évité	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	140 k\$	171 k\$	233 k\$	85 k\$*	s.o.**	629 k\$
Réclamations	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	-	-	-	-	-	-

* : Les résultats proviennent des pannes survenues de janvier à mai 2012, inclusivement.
 ** : Indicateur non disponible.

Demandses :

- 16.1 Veuillez fournir des explications exhaustives sur l'incapacité du Distributeur de faire une corrélation entre les retombés positives du programme et les réclamations reçues de la part de la clientèle.
- 16.2 Veuillez confirmer si le Distributeur peut faire le suivi du nombre de réclamations annuelles ainsi que les coûts afférents. Le cas échéant, veuillez présenter ce suivi dans les prochains rapports annuels.
- 16.3 Veuillez expliquer pourquoi les données permettant l'estimation des coûts de déplacement évités ne sont plus disponibles depuis 2012.
- 16.4 Veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur prévoit récupérer les données permettant d'estimer le coût des déplacements évités pour 2013 et expliquer comment il entend suivre les retombées du projet pour les années subséquentes.

Réaménagement de l'échangeur Dorval

17. **Référence :** Pièce HQD-6, document 5, p. 6.

Préambule :

Le Distributeur signale que les travaux de réaménagement de l'échangeur Dorval sont sous la responsabilité du Ministère des transports du Québec (MTQ) et que c'est ce dernier qui coordonne l'ensemble des travaux ainsi que les intervenants impliqués. Le Distributeur ajoute que l'échéancier de ses travaux est largement tributaire de celui de MTQ et qui n'est pas encore défini.

De plus, le suivi des dépenses cumulatives au 31 décembre 2013 présente des écarts défavorables provenant principalement des retards dans les échéanciers du MTQ.

TABLEAU 2
DÉPENSES ENCOURUES CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2013 (EN K\$)

	1 ^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2013		
	Réel	Budget initial	Écart (réel/budget)
Ingénierie	1 011	900	111
Travaux civils	1 077	5 200	(4 123)
Travaux électriques :			
aérien	228	400	(172)
souterrain	1 055	3 100	(2 045)
Sous-total	3 371	9 600	(6 229)
Frais d'emprunt à capitaliser	207	1 500	(1 293)
Réserve pour imprévus	-	1 900	(1 900)
Sous-total (brut)	3 578	13 000	(9 422)
Contribution	(948)	(6 400)	5 452
TOTAL (net)	2 630	6 600	(3 970)

« Les principaux écarts s'expliquent par des retards dans les échéanciers du MTQ. Les dépassements de coûts en ingénierie s'expliquent quant à eux par la complexité des travaux et par les retards dans l'échéancier. »

« Le Distributeur estime dorénavant la fin des travaux de déplacement des réseaux électriques du lot 4 en 2017 dans la mesure où le MTQ n'accuse pas davantage de retard dans ses travaux. »

Demande :

17.1 Veuillez indiquer si le Distributeur voit un inconvénient à présenter une estimation des coûts additionnels dus aux retards dans l'échéancier pour l'année 2014, dans le prochain rapport annuel, ainsi que ceux de chaque année subséquente dans les prochains rapports annuels, et ce, jusqu'à la finalisation du projet.

Projet CATVAR

- 18. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 15, p. 3;
 - (ii) RA-2012, HQD-6, document 15, p. 12;
 - (iii) Pièce HQD-6, document 15, p. 6 et 7;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce HQD-8, document 1, p. 4.

Préambule :

(i) *« En 2013, 80 % des transformateurs de tension télé-surveillés et 74 % des boîtiers de télécommande prévus pour l'année ont été installés sur le réseau de distribution. » [...]*

(ii) *« Dans ce contexte, l'échéancier du projet a été revu de telle sorte que le projet sera finalisé en 2023 plutôt qu'en 2018, tel que mentionné au dossier R-3814-2012. »*

(iii) Dans le cadre de l'évaluation du Conservation Voltage Reduction (« CVR »), le Distributeur s'est engagé à évaluer le potentiel de gains et les économies d'énergie associées au projet.

« Les travaux d'abaissement de la tension et d'analyses statistiques amorcés en 2012 se sont poursuivis tout au long de 2013. Un rapport détaillant le CVR de la saison estivale a été complété en 2013. Un rapport détaillant le CVR de la saison hivernale a été complété en 2014 étant donné la quantité insuffisante de données pour la saison hivernale, causée par un délai de mise en place des automatismes pour ce projet. L'analyse pourra donc être complétée en 2015.

De plus, le Distributeur évaluera le potentiel résiduel existant en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet. »

(iv) *« Lancer un appel d'offres de long terme pour combler des besoins de puissance à compter de l'hiver 2018-2019.*

- *Quantité visée : 1000 MW à compter de l'hiver 2018-2019;*
- *Durée des contrats : 20 ans.*

Pourrait entraîner l'ajout de nouveaux équipements thermiques.

Les besoins comblés par cet appel d'offres se situent à la marge de l'ensemble des autres moyens prévus par le Distributeur.»

Demandes :

- 18.1 Veuillez déposer le rapport détaillant le CVR de la saison estivale 2013.
- 18.2 Veuillez présenter un Tableau qui illustre les économies d'énergie générées, en terme de dollars et de GWh, à ce jour ainsi que celles projetées jusqu'à la finalisation (2023) du projet CATVAR.
- 18.3 Veuillez élaborer sur le potentiel du projet CATVAR de pouvoir être utilisé comme moyen de contrôler la demande de la puissance à la pointe.
- 18.4 Le cas échéant, veuillez expliquer si les besoins accrus de puissance à la pointe du Distributeur pourraient justifier de considérer une accélération du déploiement du projet CATVAR.

PGÉE - Suivis

- 19. Référence :** Pièce HQD-7, document 3, révisée du 8 juillet 2014, p. 9.

Préambule :

Le Distributeur présente le Suivi énergétique 2013 du Programme Mieux consommer du marché résidentiel. Il mentionne « *le report en 2014 du volet Fenêtres multi-logements (-4 GWh)* » et « *l'entrée en vigueur à l'automne 2012 du rehaussement des exigences pour la fenestration dans le Code de construction du Québec pour le volet Fenêtres et portes-fenêtres (-15 GWh).* »

Demandes :

- 19.1 Veuillez présenter un portrait de la place qu'occupe la mesure « Fenêtres Energy Star » dans le PGÉE du Distributeur, en précisant à l'intérieur de quels programmes cette mesure est encouragée et si elle bénéficie ou non de subventions directes de la part du Distributeur.
- 19.2 Veuillez élaborer sur les autres soutiens dont peut bénéficier cette mesure et sur la position du Distributeur quant au soutien additionnel qu'il accorde à cette mesure.
- 19.3 Veuillez fournir les hypothèses du Distributeur quant aux performances de cette mesure à l'intérieur des différents programmes où elle peut être spécifiée, notamment au niveau des fenêtres de référence, des gains unitaires (kWh économisés par pi² de fenêtres installées) et des surfaces moyennes installées par participant dans les différents segments de marché.

20. Référence : Pièce HQD-7, document 3, révisée du 8 juillet 2014, p. 10 et 14.

Préambule :

En page 10, le Distributeur présente le Suivi énergétique 2013 du Programme Produits efficaces. Il mentionne « *des résultats supérieurs dans le volet Produits agricoles (+33 GWh) en raison d'un nombre de demandes supérieur à la prévision* ». En page 14, on apprend que cette participation supérieure se traduit par une augmentation de 5 M\$ des investissements prévus pour ce volet du programme.

Demandes :

- 20.1 Veuillez élaborer sur les raisons du nombre de demandes supérieur à la prévision dans le volet Produits agricoles du Programme Produits efficaces.
- 20.2 Veuillez élaborer sur les liens possibles entre cette demande supérieure pour des Produits agricoles et l'élargissement à l'automne 2013 des tarifs bi-énergie et d'électricité additionnelle pour favoriser la culture en serre.

21. Référence : Pièce HQD-7, document 3, révisée du 8 juillet 2014, p. 14.

Préambule :

Le Distributeur présente les résultats obtenus pour le programme Produits économiseurs d'eau.

Demande :

- 21.1 La Régie note que les résultats présentés sont de nature purement commerciale. Veuillez indiquer si le lancement du projet a permis au Distributeur de valider ou d'établir certaines hypothèses du programme permettant de quantifier les économies d'eau et d'énergie que les trousseaux procurent et sur le type de produit que le contenu des trousseaux permet de remplacer. Si oui, veuillez les fournir.

22. Référence : Pièce HQD-7, document 3, révisée du 8 juillet 2014, p. 8, 10 et 13.

Préambule :

En page 8, le Distributeur présente le tableau 3 : *Suivi énergétique et budgétaire – 2013*. Dans chacun des programmes OIEÉB et OIEÉSI, il y a eu 10 M\$ qu'il n'a pas été possible au Distributeur d'investir par rapport à des demandes budgétaires de respectivement 68 M\$ et 32 M\$.

En page 10, le Distributeur explique ces baisses comme suit :

- « pour la Clientèle institutionnelle (-40 GWh) et la Nouvelle construction (-67 GWh), un nombre de projets inférieur à la prévision explique la baisse des économies d'énergie.
- le report de plusieurs projets d'envergure à une année ultérieure au volet Grandes industries (-68 GWh). »

En page 13, le Distributeur ajoute :

« une participation moindre de la clientèle institutionnelle (-6 M\$) et de la nouvelle construction (-16 M\$).

Au marché affaires – Industriel (-9 M\$), l'écart s'explique essentiellement par les facteurs présentés à la section 3.1, soit :

- ./.
- Grandes industries (-10 M\$) : une réduction des dépenses en aide financière à la suite du report de plusieurs projets d'envergure à une année ultérieure. »

Demande :

- 22.1 Veuillez élaborer plus amplement sur les raisons des difficultés du Distributeur à atteindre les objectifs des programmes OIEÉB et OIEÉSI et sur ses efforts à promouvoir ces programmes.

INDICATEURS DE PERFORMANCE DES ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR

- 23. Références :**
- (i) Rapport annuel 2011, pièce HQD-9, document 2, p. 8;
 - (ii) Rapport annuel 2012, pièce HQD-9, document 2, p. 8;
 - (iii) HQD-9, document 2, p. 7-8;
 - (iv) Rapport annuel 2010, pièce HQD-9, document 2, p. 4.

Préambule :

(i) « 4 235 300 appels ont été reçus en 2011, ce qui représente une croissance de 3,7 % du volume d'appels. Le délai moyen de réponse téléphonique (DMR global) est de 173 secondes pour la clientèle résidentielle et commerciale. Cependant, le Distributeur vise toujours à améliorer sa performance et à offrir un niveau de service satisfaisant, notamment en facilitant l'utilisation des libres-services. »

(ii) « En 2012, le DMR global est de 208 secondes. Ce résultat reflète certaines difficultés technologiques survenues au premier semestre. Plusieurs mesures ont permis de remédier à la situation. »

(iii) « En 2013, le DMR résidentiel est de 237 secondes comparativement à 209 secondes en 2012. Le DMR commercial est passé de 191 secondes en 2012 à 231 secondes en 2013. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par les changements des règles d'aiguillage à la suite

de l'implantation d'une nouvelle console de gestion des appels, ce qui a nécessité une appropriation de la part des employés. »

(iv) La Régie note que le délai moyen de réponse téléphonique en 2010 était de 138 secondes pour les clients résidentiels et de 124 secondes pour les clients commerciaux.

Demandes :

- 23.1 Veuillez décrire plus à fond la nature du problème lié à l'implantation d'une nouvelle console de gestion des appels en 2013. Veuillez préciser si une amélioration significative est survenue ou non en fin d'année.
- 23.2 Veuillez commenter la détérioration du délai moyen de réponse téléphonique au cours des trois dernières années.
- 23.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend remédier à cette détérioration du délai moyen de réponse téléphonique.